

RINGKASAN

Sumur AM-043 merupakan salah satu sumur injeksi air yang berlokasi di Struktur Niru, bagian dari Lapangan Limau yang dikelola oleh PT Pertamina Hulu Rokan yang semua struktur produktifnya sudah sangat *mature* dan mengalami penurunan produksi sehingga perlu dilakukannya *water pressure maintenance* dengan sistem injeksi yang optimum untuk menjaga decline produksi dan meningkatkan recovery factor lapangan tersebut. Permasalahan yang dihadapi adalah tidak optimalnya kinerja sumur injeksi, yang ditandai dengan penurunan laju injeksi seiring meningkatnya tekanan injeksi. Kondisi ini mengindikasikan adanya hambatan aliran pada sumur injeksi yang berdampak terhadap rendahnya efektivitas dan efisiensi proses injeksi. Berdasarkan pertimbangan tersebut, sumur AM-043 diidentifikasi sebagai kandidat yang tepat untuk dilakukan pengujian dan penerapan metode stimulasi *Dilation Cyclic Extended Breakdown* (DCEB) sebagai upaya untuk mengatasi permasalahan tersebut.

Metodologi penelitian ini melibatkan analisis awal injektivitas sumur menggunakan hall plot untuk menentukan skin factor, *Injectivity Index*, *Injectivity Performance Curve* (IPC). Selanjutnya, perencanaan stimulasi DCEB dengan Step Rate Test Analysis (Penentuan Rate Pemompaan, *Pressure Fracture Extended*), *Cyclic Extended Breakdown* design (jumlah volume dalam satu cycle berdasarkan statistik jumlah volume fluida injeksi pada pekerjaan fracturing sebelumnya dan jumlah cycle ditentukan berdasarkan nilai fracture extended pressure yang tidak terlalu turun secara signifikan dibandingkan dengan fracture extended pressure pada step rate test sebelumnya atau didapatkan step rate test yang signifikan lebih baik dari pada step rate test sebelumnya).

Evaluasi awal mencatat tekanan injeksi sebesar 500 psi dengan nilai skin factor +6.42 dan Injectivity index (II) sebesar 0.39 bpd/psi. Hasil dari penerapan metode DCEB ini dapat meningkatkan efektivitas dari sumur injeksi dengan menurunkan nilai skin factor dari menjadi +2.77 dan meningkatkan Injectivity Index (II) menjadi 4,30 bpd/psi. Performa injeksi yang dianalisis melalui metode Hall Plot menunjukkan kenaikan laju injeksi dari 413 bwpd menjadi 2225 bwpd. Penurunan tekanan injeksi dari 500 psi menjadi 150 psi mengindikasikan keberhasilan DCEB dalam mengurangi hambatan aliran di zona near-wellbore hal ini juga didukung oleh nilai *injectivity rate test* (IRT) dengan hasil yang optimum sebesar 2.5 BPM pada pressure 400 psi. Hasil evaluasi menyimpulkan bahwa metode DCEB efektif dalam meningkatkan kinerja sumur injeksi dari aspek injektivitas maupun efisiensi operasi.

Kata Kunci : water injection, stimulasi, *dilation cyclic extended breakdown*, *fracture extension pressure*, *step rate test*, *skin factor*, *injectivity index*

ABSTRACT

Well AM-043 is one of the water injection wells located in the Niru structure, part of the Limau Field managed by PT Pertamina Hulu Rokan, where all of its productive structures are very mature and have experienced a decline in production. Therefore, water pressure maintenance needs to be carried out with an optimal injection system to manage production decline and enhance the field's recovery factor. The issues faced include the management of a significant volume of produced water with high operating pressure and a decreasing injection rate, making the effectiveness of the injection less than optimal and efficient. Hence, well AM-43 is an ideal candidate for testing and applying the Dilation Cyclic Extended Breakdown stimulation method.

The research methodology involves an initial analysis of well injectivity using the Hall Plot to determine the skin factor, Injectivity Index, and Injectivity Performance Curve (IPC). Subsequently, the DCEB stimulation planning includes Step Rate Test analysis (for determining pumping rates and extended fracture pressure), and the design of Cyclic Extended Breakdown. The volume per cycle is determined based on statistical analysis of injection volumes from previous fracturing operations, while the number of cycles is established based on the condition that the extended fracture pressure does not decline significantly compared to the previous Step Rate Test, or when a significantly improved Step Rate Test is achieved compared to the earlier one.

The initial evaluation recorded an injection pressure of 500 psi with a skin factor value of +6.42 and an Injectivity Index (II) of 0.39 bpd/psi. The results from the application of the DCEB method show that it can enhance the effectiveness of the injection well by reducing the skin factor to +2.77 and increasing the Injectivity Index (II) to 4.30 bpd/psi. The injection performance analyzed through the Hall Plot method indicated an increase in the injection rate from 413 bwpd to 2225 bwpd. The decrease in injection pressure from 500 psi to 150 psi indicates the success of DCEB in reducing flow resistance in the near-wellbore zone, supported by the injectivity rate test (IRT) results with an optimum outcome of 2.5 BPM at a pressure of 400 psi. The evaluation results conclude that the DCEB method is effective in improving the performance of injection wells in terms of injectivity and operational efficiency.

Keywords: water injection, stimulation, dilation cyclic extended breakdown, fracture extension pressure, step rate test, skin factor, injectivity index